

Moderne Optimierungsverfahren zum Betrieb von Windparkclustern in Norddeutschland

David Sebastian Stock¹, Lutz Hofmann²

⁽¹⁾ Fraunhofer IWES, Königstor 59, 34119 Kassel, +49 (0) 561 7294 - 458, sebastian.stock@iwes.fraunhofer.de

⁽²⁾ Leibniz Universität Hannover, Institut für Elektrische Energiesysteme, Appelstrasse 9A, 30167 Hannover, +49 (0) 511 762 - 2263, hofmann@ifes.uni-hannover.de

Kurzfassung: Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) vereinbaren in Deutschland mit ihren unterlagerten 110-kV-Verteilnetzbetreibern (VNB) bilateral Grenzen für den zulässigen Blindleistungsaustausch. In Regionen in denen in der 110-kV-Ebene sehr viel Windleistung installiert ist, wie z. B. im Norden Deutschlands, ist die Einhaltung dieser Grenzwerte aufgrund ähnlicher Einspeisesituationen in überlagerten und unterlagerten Netzen (z. B. jeweils Blindleistungsüberschuss) eine besondere Herausforderung [1]. Das am Fraunhofer IWES entwickelte Windpark Cluster Management System (WCMS) ist konzeptionell für eine Vielzahl von Anwendungsmöglichkeiten zur Unterstützung der Netzbetriebsführung ausgelegt [2, 3]. Im Rahmen des Projektes IMOWEN und in dieser Veröffentlichung wird das Ziel verfolgt, eine große Anzahl von Windparks in das Spannungs-/Blindleistungskonzept eines 110-kV-Verteilnetzbereichs so einzubinden, damit zum einen die Grenzwerte des Blindleistungsaustausches eingehalten werden und zum anderen die Einhaltung bindender Nebenbedingungen wie den Spannungsbändern, Stromtragfähigkeiten etc. gewährleistet ist. Die einzelnen an unterschiedlichen Netzknoten angeschlossenen Windparks werden dabei aus Netzbetriebssicht zu einem Windpark-Cluster zusammengefasst und durch das WCMS als Ergänzung zum bestehenden Netzleitsystem automatisiert angesteuert. Durch dieses Konzept sollen die grundsätzlichen Möglichkeiten der Blindleistungsbereitstellung, über die moderne Windparks verfügen, aktiv und netzdienlich für den Systembetrieb erschlossen und genutzt werden. Für die Erreichung dieser Zielstellung wird ein angepasster Optimal Power Flow (OPF) Algorithmus in der mathematischen Programmierumgebung GAMS konzipiert und erstellt.

Keywords: Windparkcluster, Systemdienstleistung, Blindleistung, Netzbetrieb, Optimal Power Flow

1 Windparkcluster im Netzbetrieb

Wie einleitend beschrieben wird im Rahmen dieser Arbeit ein Windparkcluster als ein informationstechnischer Zusammenschluss von mehreren Windparks verstanden. In diesem Zusammenhang wird häufig auch der Begriff des virtuellen Kraftwerkes verwendet. Dieser soll zunächst eingeführt werden, um daran den Begriff des Windparkclusters und des Windpark Cluster Management System (WCMS) zu erläutern.

Ein virtuelles Kraftwerk ist nach [4] und [5] eine informationstechnische Zusammenfassung von dezentralen Energiesystemen (Erzeugungsanlagen, Verbraucher, Speicher) mit dem Ziel einer direkten Koordination auf IKT-Ebene. Die Art der Entscheidungsfindung ist dabei unerheblich (Mensch / Maschine), ausschlaggebend ist die direkte, auf einen Punkt zusammengeführte Koordination. Die IKT-Systeme sind bei einem virtuellen Kraftwerk ein wesentlicher Bestandteil und werden typischerweise als eigene Infrastruktur aufgebaut. Bevorzugte Einsatzfelder sind zunächst die Zusammenführung von Informationen an einer zentralen Stelle, um dann Wirkleistungsfahrpläne der einzelnen Anlagen zu erstellen (Energiemanagementsysteme) und ökonomischen Herausforderungen zu begegnen.

Ein Windparkcluster gleicht einem virtuellen Kraftwerk insofern, dass es auch dort eine informationstechnische Zusammenführung an einen Ort gibt. Die IKT-Infrastruktur ist dabei schon vorhanden, da der Anschluss großer Anlagen nach der Anschlussrichtlinie VDE-AR-N 4120 („Technische Bedingungen für den Anschluss und Betrieb von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz (TAB Hochspannung)“ [6]) geregelt wird. Die Leittechnik und auch das zur Verfügung stehende Stellpotential sind durch diese Richtlinie vorgegeben und somit auch grundsätzlich verfügbar. Das Windparkcluster baut demnach auf vorhandene Infrastruktur und technisches Potential der einzelnen Parks auf. Das hier beschriebene Anwendungsgebiet des Blindleistungsmanagements ist zunächst keine ökonomische Herausforderung sondern ein technisches Problem.

Die Entscheidungsfindung über den Betrieb des Clusters übernimmt dabei konzeptionell das vom Fraunhofer IWES entwickelte Windpark Cluster Management System (WCMS). Dieses Konzept wird nachfolgend in Abbildung 1 dargestellt.

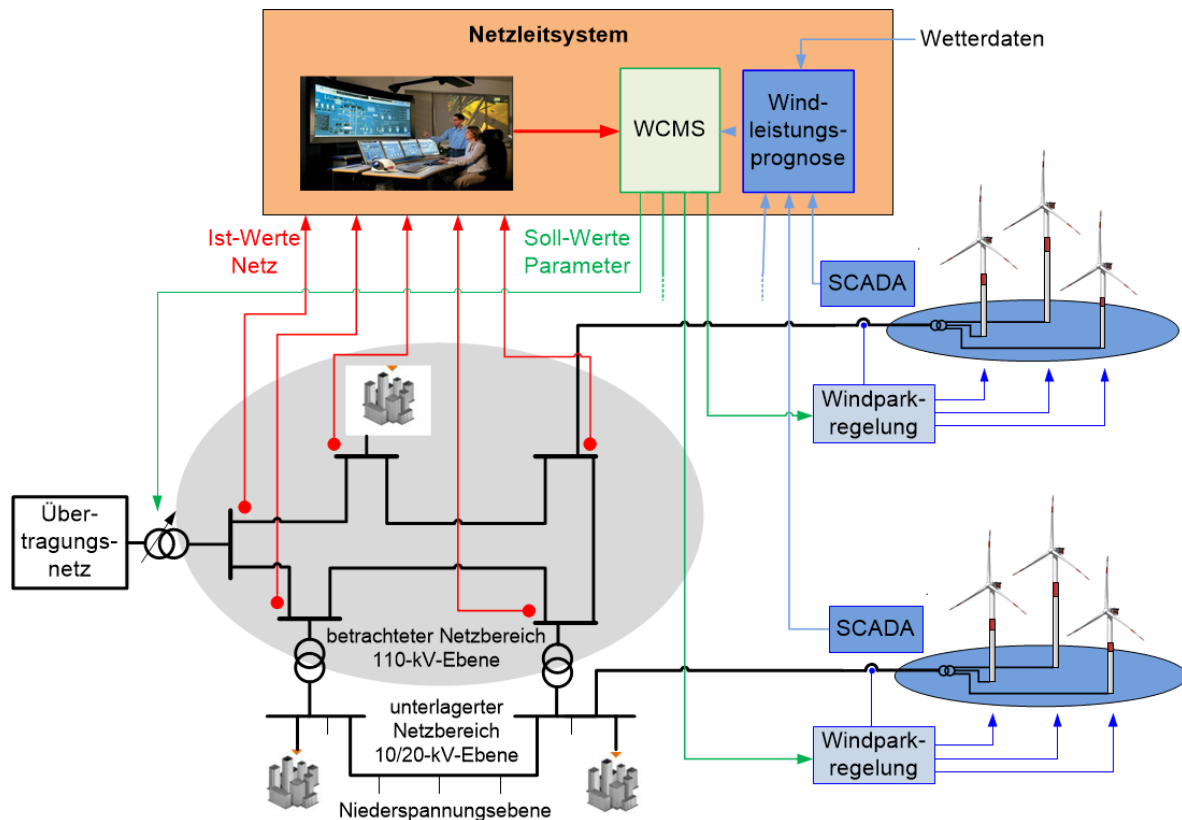


Abbildung 1: IMOWEN-Gesamtkonzept zur Einbindung eines Windparkclusters in den Netzbetrieb eines 110-kV-Netzbetreibers („Sub-Transmissionsnetz“)

Das WCMS bekommt Windleistungsprognosen aus dem Windprognosemodul, welches auf eine Auflösung von bis zu drei Stunden optimiert und ebenfalls Bestandteil des Projekts IMOWEN ist. Weiterhin gehen Informationen aus dem Netzleitsystem ein, um damit ein Lastflussmodell des gesamten Netzgebietes innerhalb des WCMS aufzubauen. Dieses Modell muss durch geeignete Randnetznachbildungen derart konzipiert sein, so dass größere Abweichungen vom aktuellen Betriebspunkt zulässig sind. Die zentral errechneten Sollwerte werden dann an die Regelung der Parkregler übermittelt und umgesetzt.

Zur Entwicklung der Algorithmen und der Optimierungsumgebung wurde ein Testnetz erstellt, welches die Struktur und den Erzeugungsmix der im Projekt IMOWEN betrachteten Netzregion widerspiegelt. Nach der Entwicklung erster Algorithmen und Implementierung dieser Netzregion in eine dafür geeignete Programmierumgebung (GAMS, siehe Abschnitt 2) folgt in weiteren Arbeiten die sukzessive Annäherung des Testnetzes an die tatsächlichen Strukturen. Das Testnetz und die getroffenen Annahmen und Vereinfachungen werden nachfolgend vorgestellt.

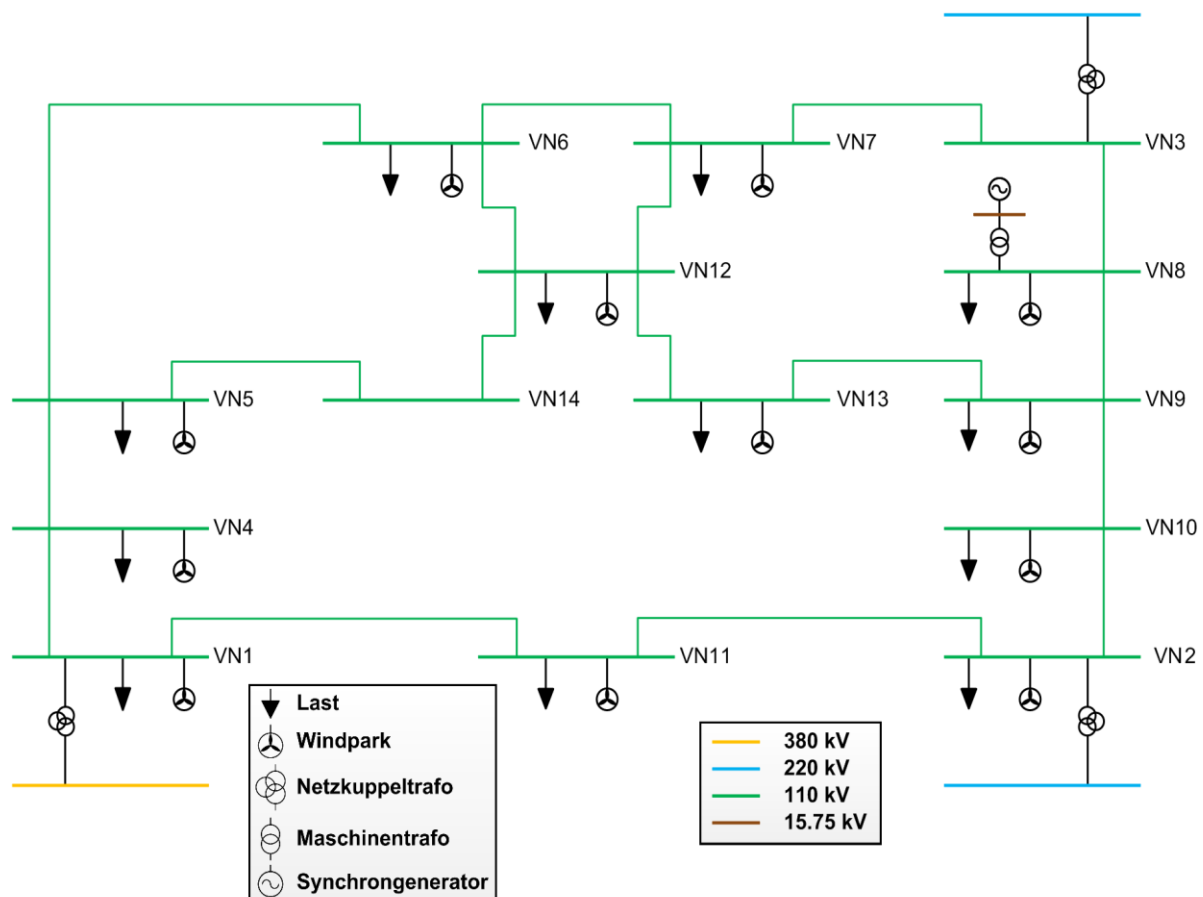


Abbildung 2: Das verwendete Entwicklungs-Testnetz für die Clusterbetriebsführungsalgorithmen

In dem Testnetz wurde die Anzahl der Knoten von ca. 100 auf 15 reduziert. Zur Überführung der verteilten Erzeugungen und Lasten in die im Bild dargestellten aggregierten Größen wurden Algorithmen zur Identifizierung des elektrisch minimalen Abstandes verwendet [7]. Topologisch handelt es sich um einen Doppelring, welcher insgesamt drei Übergabepunkte zur Höchstspannungsebene besitzt, zwei zur 220-kV-Spannungsebene und einen zur 380-kV-Spannungsebene. Eine weitere wichtige Vereinfachung ist die Reduzierung des Randnetzes auf Ersatzlängselemente (Ward-Verfahren) und das Setzen eines Bilanzknotens an dem 380-kV-Netz-knoten. Bei der stetigen Erweiterung des Netzes wird insbesondere diese Nachbildung des Randnetzes über detailliertere Äquivalente (Extended-Ward-Verfahren/ Iterative Verfahren) weiter wissenschaftlich zu thematisieren sein.

Die installierte Winderzeugungsleistung liegt bei ungefähr 1650 MW, die maximale Last beträgt ca. 200 MW. Damit ergibt sich ein Verhältnis von Erzeugung zu Last von 8,25. Die Netzgruppe ist demnach zumeist ein Rückspeiser aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers. An diesem Netz wurden die in Abschnitt 3 beschriebenen Algorithmen erprobt und die dargestellten Simulationen durchgeführt. Im Folgenden Abschnitt werden nun die Grundlagen der entwickelten Optimierungsumgebung vorgestellt

2 Optimierungsverfahren für den Clusterbetrieb: GAMS-OPF-Tool

Die Daten, die dem WCMS zur Verfügung stehen, erlauben es, ein Lastflussmodell der Netzregion zu erstellen. Die Problemstellung, die sich damit ergibt, ist eine Lastflusssteuerung mit

Hilfe der einzelnen Windparks zur optimalen Erreichung von definierten Zielvorgaben. Dies entspricht einem Optimal Power Flow (OPF) Problem. OPF ist dabei als eine Klasse von Problemen anzusehen, die mit konkreten Algorithmen wie dem DC-/ACOPF (Gleichstrom (DC) und Wechselstrom (AC)), dem entkoppelten OPF oder wahrscheinlichkeitsbehafteten Algorithmen wie dem SCOPF [8] behandelt und gelöst werden können. Im Rahmen des Projektes IMOWEN geht es wie vorgestellt um ein Blindleistungsmanagementproblem, das mit einem ACOPF optimiert werden soll. Die Möglichkeiten und Grenzen des SCOPF werden im weiteren Projektverlauf von IMOWEN noch diskutiert, sind aber nicht Inhalt dieser Veröffentlichung.

Allgemein ist es das Ziel eines OPF, Sollwerte für die Optimierung eines gegebenen Netzzustandes abzuleiten, um Ziele wie z. B. die Minimierung der Systemverluste oder Spannungsabweichungen zu erreichen. Grundsätzlich könnten auch weitere Ziele wie z. B. die Minimierung der Gesamterzeugungskosten, CO₂-Gesamtemission der Erzeugungseinheiten oder der Anzahl der Netzeingriffe angestrebt werden. Dies muss unter Einhaltung von Nebenbedingungen wie den maximal zulässigen Betriebsmittelauslastungen, zulässigen Bändern für die Knotenspannungen und weiteren Kriterien der Netzbetriebssicherheit geschehen [9]. Die allgemeine Form des Optimierungsproblems wird durch die Gleichungen 2.1 bis 2.3 beschrieben.

$$\min_u f(u) \quad 2.1$$

unter den Nebenbedingungen:

$$G(x, u, y) = 0 \quad 2.2$$

$$H(x, u, y) \geq 0 \quad 2.3$$

mit:

$f(u)$: Zielfunktion

G : Gleichheitsnebenbedingungen

H : Ungleichheitsnebenbedingungen

x : Zustandsgrößen

u : Stellgrößen

y : Parameter

Typische Zielfunktionen von $f(u)$ sind dabei die Minimierung der Netzverluste, Bestimmung minimaler Eingriffe in das System oder wie hier vorliegend das Erreichen vorgegebener Zielwerte von Systemgrößen an bestimmten Stellen im Netz (z. B. Minimierung des Blindleistungsbedarfs einer Netzgruppe).

Wichtige Stellgrößen werden dabei durch den Vektor u bestimmt und sind beispielsweise die Wirk- und Blindleistungsabgabe der Erzeugungsanlagen, die Klemmenspannungen an spannungsgeregelten Erzeugungsanlagen, die Position der Transformatorstufensteller oder die Stufung bzw. der Status schaltbarer Kompensationsanlagen.

Die Zustandsgrößen des Elektroenergiesystems werden durch den Vektor x beschrieben. Dieser umfasst im Allgemeinen die Systemantwort auf Änderungen des Einflussvektors u . Konkret

sind dies unter anderem die Spannungsbeträge an jedem Knoten (ausgenommen sind Spannungen an nicht beeinflussbaren, spannungsgeregelten Knoten) und die Spannungswinkel der Knoten (ausgenommen ist der des Bilanzknotens).

Zur vollständigen Beschreibung gehört zusätzlich der Vektor y , in welchem die Parameter des Systems zusammengefasst sind. Dieser umfassen Netzwerktopologie, Netzwerkparameter R, X, B , Strombelastbarkeiten, Spannungsgrenzen und die betrieblichen Grenzen der Erzeugungsanlagen.

Die Nebenbedingungen teilen sich dann noch in Gleich- und Ungleichheitsnebenbedingungen auf. So sind alle Grenzen in dem System typischerweise Ungleichheitsnebenbedingungen, so soll z. B. die Stromtragfähigkeit einer Leitung „kleiner gleich“ deren maximal thermisch zulässigen Strom sein. Hingegen sind die Leistungsflussgleichungen als Gleichheitsnebenbedingungen aufzufassen, da diese exakt zu gelten haben, um ein physikalisch korrekt beschriebenen System zu erhalten.

Der Kern des WCMS ist ein in GAMS (General Algebraic Modeling System) entwickelte Umgebung zur komplexen Leistungsflussberechnung und –optimierung (GAMS-OPF-Tool). Die Stärken einer solchen algebraischen Hochsprache liegen in der einfachen Handhabung und „direkten“ Umsetzung der mathematischen Probleme in Programmcode [10]. Dabei werden in der vorliegenden Umsetzung die Interior-Point-Solver „IPOPT“ oder „KNITRO“ verwendet [11, 12]. Die Besonderheit des hier gewählten Ansatzes liegt darin, ein Lastflussziel zu realisieren, welches bei Standard OPF-Verfahren nicht im Fokus liegt. Des Weiteren wird durch die Umsetzung als mathematisches Verfahren (im Gegensatz zu heuristischen Verfahren) sichergestellt, dass die Ergebnisse bei gleichen Eingangsgrößen reproduzierbar sind.

Die Zielfunktionen des vorliegenden zweistufigen Optimierungsablaufes bestehen im ersten Schritt in der Einhaltung eines Blindleistungssollwertes einer 110-kV-Netzgruppe. Unter Netzgruppe ist die Summe der Blindleistungsübergabewerte eines zusammenhängenden 110-kV-Netzgebietes zu verstehen. Bei dem vorliegenden Netz also die Summe über die drei Netzkuppeltransformatoren zum HöS-Netz. Im zweiten Prozessschritt wird diese dann fixiert, als weitere Nebenbedingung eingefügt, und es wird eine Verlustminimierung durchgeführt. Als Flexibilitäten dienen jeweils die Windparks in dem Netz, welche als Cluster zusammengefasst sind. Können die Sollwerte nicht erreicht werden, wird die entsprechend maximal mögliche induktive oder kapazitive Fahrweise der Netzgruppe angestrebt. Als Nebenbedingungen gelten die komplexen Lastflussgleichungen, alle technischen Betriebsmittelgrenzen in dem Netz und die zulässigen Spannungsbänder. Die im nächsten Abschnitt dargestellten Ergebnisse beinhalten somit die Zielerfüllung der Summenblindleistung bzw. den bestmöglichen Näherungswert jeweils bei minimalen Verlusten.

3 Simulationsergebnisse für das Testnetz

Die folgenden Ergebnisse beziehen sich auf das in Abschnitt 1 beschriebenen Testnetz. Zur Auswertung kamen jeweils zwei Zielszenarien hinsichtlich des gesamten Blindleistungsaustausches. Zum einen sollen 400 Mvar induktive Blindleistung an das überlagerte HöS-Netz übergeben werden und zum anderen soll das Testnetz bzw. die Netzgruppe die es darstellt sich mit 0 Mvar Blindleistungsaustausch insgesamt blindleistungsneutral verhalten. Für diese

beiden Zielszenarien wurden verschiedene Einspeise- und Lastsituationen unterstellt. Die prozentualen Werte der Gesamtleistungen in dem untersuchten Netzgebiet (bezogen auf die gesamte installierte Leistung bzw. die maximale Abnahmeleistung) sind in der nachfolgenden Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1: Auf die gesamte installierte Leistung bzw. die maximale Abnahmeleistung bezogene Einspeise- und Verbrauchsannahmen in % für die neun untersuchten Szenarien des Testnetzes

	Fall1	Fall 2	Fall 3	Fall 4	Fall 5	Fall 6	Fall 7	Fall 8	Fall 9
Wind	100	100	100	60	60	60	40	40	40
Last	100	60	40	100	60	40	100	60	40

Die nachfolgende Abbildung 3 zeigt die aggregierte Blindleistung des Testnetzes zum Übertragungsnetz.

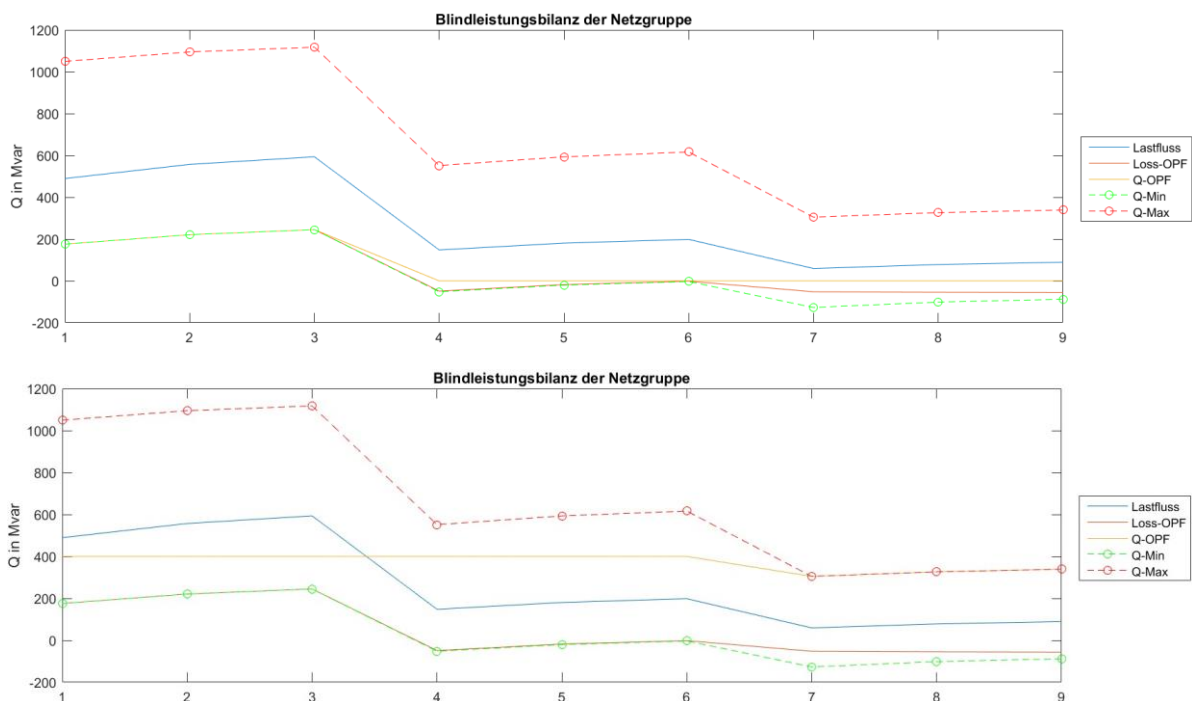


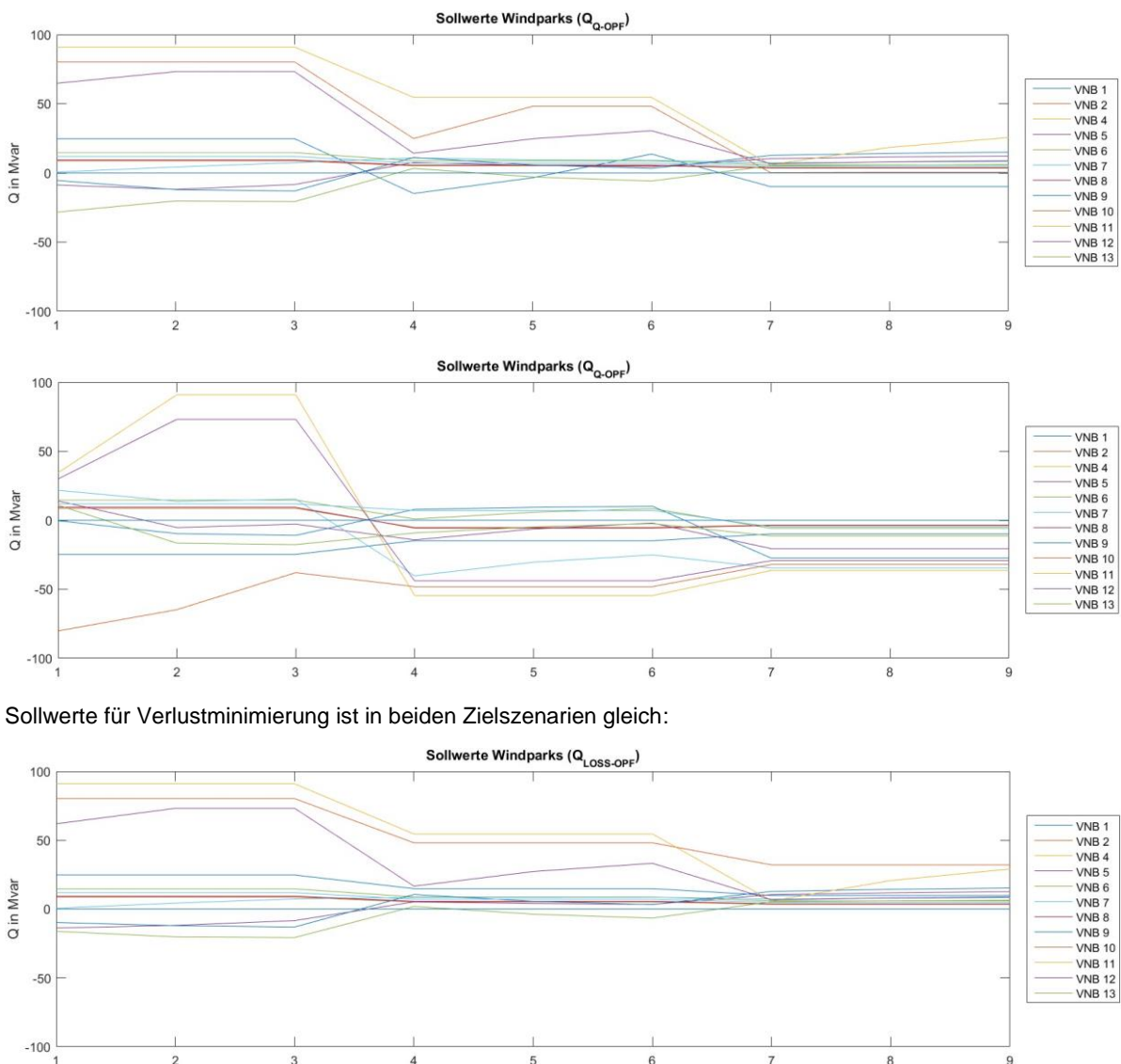
Abbildung 3: Mögliche und erreichte Blindleistungsbilanz für die beiden Zielszenarien. Oben: 400 Mvar Blindleistungsübergabe, Unten: 0 Mvar Blindleistungsübergabe. Jeweils für die neun Einspeise- und Lastsituationen (x-Achse).

Die in rot und grün gestrichelten Linien zeigen den insgesamt möglichen Blindleistungsstellbereich in des Netzes. Die blaue Linie („Lastfluss“) beschreibt das Ergebnis, falls die Windparks fest auf $\cos \varphi = 1$ eingestellt sind. Die Kennlinie „Loss-OPF“ zeigt die übergebene Blindleistung falls die Netzverluste alleiniges Optimierungsziel sind. Die Kennlinie „Q-OPF“ zeigt die Übergabeblindleistung für das beschriebene zweistufige Verfahren. Als Stellbereich für die Windparks wurde für alle Untersuchungen $\cos \varphi = 0,95$ induktiv bis $\cos \varphi = 0,95$ kapazitiv unterstellt.

Es ist zu erkennen, dass das Stellpotential der Netzgruppe mehrheitlich im induktiven Bereich liegt. Die liegt zum einen daran, dass das Netz bei der vorliegenden Einspeisung stark ausgelastet ist und die Leitungen aufgrund ihrer physikalischen Eigenschaften dann ein induktives

Verhalten aufweisen [13]. Weiterhin sind die maximal zulässigen Spannungen innerhalb des Netzes eine in diesem Fall wesentlich beschränkende Größe für eine kapazitivere Fahrweise (In den Untersuchungen wurde 1.1 p.u. als obere Spannungsgrenze angenommen). Hier werden die Spannungsgrenzwertkonzepte der Netzbetreiber in weiteren Untersuchungen herangezogen werden, um weitere Potentiale heben zu können und ein klares Bild über die entsprechende Sensitivität zu diesen Grenzen auf das Blindleistungsmanagement zu bekommen. Hinsichtlich der Verlustminimierung „Loss-OPF“ konnten mit den Windparks im Vergleich zum „Lastfluss“ zwischen 0,42 MW (Fall 7) und 14 MW (Fall 3) geringere Verluste realisiert werden.

Abbildung 4 zeigt die errechneten Sollwerte hinsichtlich der Blindleistungsfahrweise jedes im Cluster angeschlossenen Windparks zur Erreichung des Ziels. Speist jeder Windpark die dargestellten Mengen an Blindleistung ein, ergibt sich für jeden Fall das in Abbildung 3 dargestellte Ergebnis.



Sollwerte für Verlustminimierung ist in beiden Zielszenarien gleich:

Abbildung 4: Stellgrößensignale aus dem WCMS zur jeweiligen Zielerreichung. Oben: 400 Mvar Blindleistungsübergabe, Mitte: 0 Mvar Blindleistungsübergabe, Unten: Verlustminimierung. Jeweils für die neun Einspeise- und Lastsituationen (x-Achse).

Es ist dabei zu erkennen, dass die Stellgrößensignale über die Einspeise- und Lastszenarien einen gleichförmigen Verlauf haben. Dies soll an dieser Stelle festgehalten werden, da hier ein großer Vorteil bei der Verwendung von mathematischen Verfahren im Vergleich zu Heuristiken liegt, die durch ihre Zufälligkeiten unstetere Verläufe aufzeigen können. Weiterhin ist zu erkennen, dass elektrisch nahe Windparks wie zu erwarten stärker herangezogen werden. Das in jeder der drei Einspeisestufen der Windenergie weniger Blindleistung durch einen einzelnen Park zur Verfügung gestellt werden kann, ist an den schmalen Bändern zu erkennen (100 % Fall 1 - 3, 60 % Fall 4 - 6 und 40 % Fall 7 - 9). Dass das Potential dabei einschränkt wird, liegt an der Annahme, dass die Windparks Blindleistung über $\cos \varphi$ Sollwerte zur Verfügung stellen und diese somit von der eingespeisten Wirkleistung abhängig ist. Diese Annahme wurde zunächst getroffen, da diese Umsetzung in der Leitwarte derzeit am einfachsten wäre, da von dort aus die Sollwerte in dieser Form übergeben werden. Die Art der Sollwertübergabe wird in weiteren Arbeiten noch untersucht werden, um ein Optimum aus Potentialerschließung und organisatorischer Handhabung zu finden.

Abschließend zeigt Abbildung 5 noch das knotenscharfe Blindleistungsverhalten für die Fälle 1, 5 und 9 in dem Zielszenario einer Blindleistungsübergabe von 400 Mvar.

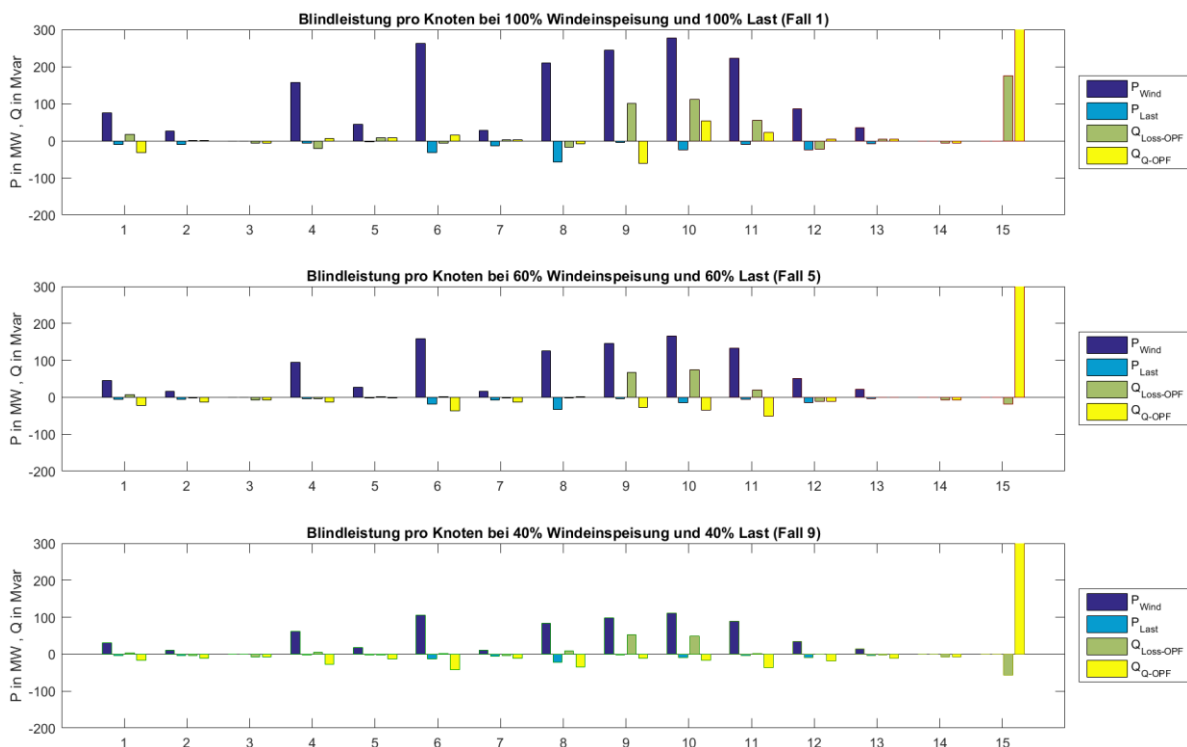


Abbildung 5: Blindleistungsverhalten für die Fälle 1, 5 und 9 mit der dazugehörigen Einspeise- und Lastsituation in dem Zielszenario 400 Mvar Blindleistungsübergabe

Auf der x-Achse sind nun die Netzknoten abgebildet (In Übereinstimmung mit der Nummerierung aus Abbildung 2). Die blauen Balken stellen die jeweilige Windeinspeisung und Last an den Knoten dar. Der grüne Balken spiegelt die Blindleistungseinspeisung für den Fall der Verlustminimierung wider. Der gelbe Balken repräsentiert die Blindleistungseinspeisung für das gewählte Zielszenario von 400 Mvar. Knoten 15 ist der Bilanzknoten an dem sich diese Blindleistung dann einstellt bzw. wenn diese nicht erreicht werden kann die maximal mögliche Blindleistung (vergleiche hierzu Abbildung 3).

4 Zusammenfassung

In der vorliegenden Arbeit wurde ein Konzept zum Blindleistungsmanagement mit Windparks in einem 110-kV Verteilnetz (Sub-Transmissionsnetz) vorgestellt. Innerhalb des Windpark Cluster Management System wird mit den Daten aus dem Netzleitsystem ein Lastflussmodell aufgebaut, um darin ein ACOPF Problem zu definieren, welches dann mit dem ebenfalls vorgestellten GAMS-OPF-Tool gelöst wird. Es werden dabei alle Grenzwerte des Systems betrachtet, um unter diesen Randbedingungen eine optimale Fahrweise des gesamten Clusters zu realisieren. In den Simulationen wurde gezeigt, dass die Sollwerte im Vergleich zu einer passiven Fahrweise der Windparks ($\cos \varphi = 1$) dem Ziel deutlich angenähert oder dieses gänzlich erreicht werden konnte, sofern es z.B. die Spannungsbegrenzungen in dem Netz zulassen. Auch die Verluste die in dem Netz entstehen können durch eine aktive Blindleistungssteuerung reduziert werden. Im Ergebnis wurde gezeigt, dass mit modernen Optimierungsmethoden die bestehenden Möglichkeiten der Blindleistungsbereitstellung moderne Windparks aktiv und netzdienlich für den Systembetrieb erschlossen und genutzt werden können.

Weitere Arbeiten werden im Bereich der Modellierung des Netzes folgen, um die Komplexität sukzessive zu steigern und der Realität weiter anzupassen. Hier werden Arbeiten bei der Nachbildung der Ränder und dem Einbezug diskreter Entscheidungen wie den Transformatorstufenstellern folgen. Weiterhin werden Arbeiten folgen, welche nicht nur die gesamte Netzgruppenblindleistung fokussieren, sondern die Blindleistung gezielt an bestimmten Übergabeknoten einstellen zu können.

Zum Schluss soll dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) gedankt werden, welches das Projekt „IMOWEN“ im Rahmen der Förderinitiative „Zukunftsfähige Stromnetze“ finanziert (<http://forschung-stromnetze.info/projekte/windpark-cluster-sicher-ins-netz-integrieren>).

5 Literaturverzeichnis

- [1] Bundesnetzagentur, *EEG-Statistikbericht 2010*.
- [2] S. Stock, L. Faiella, K. Rohrig, L. Hofmann und K. Knorr, „Improving Grid Integration of Wind Energy Power Plants,“ Bremen, 2012.
- [3] K. Rohrig und B. Lange, „Improvement of the Power System Reliability by Prediction of Wind Power Generation,“ in *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2007, S. 1–8.
- [4] M. Tröschel, *Aktive Einsatzplanung in holonischen virtuellen Kraftwerken*. Univ., Diss.-- Oldenburg, 2010. Oldenburg: OIWR Oldenburger Verl. für Wirtschaft Informatik und Recht, 2010.
- [5] H. Saboori, M. Mohammadi und R. Taghe, „Virtual Power Plant (VPP), Definition, Concept, Components and Types,“ in *2011 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, S. 1–4.
- [6] *Technische Bedingungen für den Anschluss und Betrieb von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz (TAB Hochspannung)*, VDE-AR-N 4120, 2015.

- [7] S. Müller, "Koordinierte Bereitstellung von Blindleistung aus dem Verteilnetz für das Übertragungsnetz durch Windkraftanlagen," Masterarbeit, Fraunhofer IWES und Universität Stuttgart, Kassel, 2015.
- [8] M. B. Cain, R. P. O'Neill und A. Castillo, "History of Optimal Power Flow and Formulations: Optimal Power Flow Paper 1," Federal Energy Regulatory Commission Staff Technical Paper, 2012.
- [9] J. Zhu, *Optimization of power system operation*. Piscataway, NJ, Hoboken, New Jersey: IEEE Press, 2015.
- [10] B. A. McCarl, *McCarl GAMS User Guide: GAMS Development Corporation*, 2008.
- [11] A. Wächter, *An Interior Point Algorithm for Large-Scale Nonlinear Optimization with Applications in Process Engineering*. Pittsburgh, 2002.
- [12] R. H. Byrd, M. E. Hribar und J. Nocedal, "An interior point algorithm for large scale nonlinear programming," *SIAM Journal on Optimization*, S. 9(4):877–900, 1999.
- [13] D. Oeding und B. R. Oswald, *Elektrische Kraftwerke und Netze*, 7. Aufl. s.l.: Springer-Verlag, 2011.